

VERMARKTUNGSOPTIONEN AUßERHALB DES EEGS

Die Zukunft der deutschen Windenergie

Spreewindtage – Warnemünde, November 2017

AGENDA

- Status Quo Direktvermarktung in Dtld.
- Ziele zur Vermarktung ohne EEG
- Formen der Vermarktung
- Darstellung eines Vermarktungsmodells
- Vorteile der versch. Vermarktungsformen

VERMARKTUNG – STATUS QUO

- Hintergründe und Einflussfaktoren:
 - Durch die aktuellen Onshore- und Solar-Trends mit abnehmenden Vergütungssätzen, reduziert sich die Risikobereitschaft bei der Projektentwicklung u. -finanzierung
 - Onshore-Windparks mit Altanlagen ausgestattet, fallen bereits ab 2021 aus dem EEG-Förderzeitraum raus -> Abschreibung oder Weiterbetrieb
 - Aus der ersten dt. Offshore-Ausschreibung in 05/2017 resultierten Zuschläge mit „0 EUR/MWh-Vergütung“ => sog. „*subsidy-free*“ Offshore-Investitionen werden zum neuen Marktstandard
 - Zunehmendes Interesse von Industriekunden in Dtlid an „Vergrünung“ des Strombedarfes (Teil ihrer Nachhaltigkeitsstrategie) -> Diskussion zur Langzeitstromabnahme
- Altes vs. neues EEG-Regime:
 - Für Entwickler/Investoren war es bisher eine risikofreie Welt, unterstützt durch langjährige, hohe Vergütungen
 - Neue, marktbasierende Realität fordert eine risikoreichere Vermarktungsmodellierung

OHNE EEG: MOTIVATION UND ZIELE

- Erwartende Märkte:
 - Durch reduzierter Zuschlagswahrscheinlichkeit und abnehmende Vergütungssätze bei Windausschreibungen, Überlegung als potenzielle Betreiber, EEG-frei und unabhängig an den Strommarkt zu gehen
 - Wind-/PV-Parks mit reduzierter/keiner Vergütung, wandeln sich zu Investitionsobjekte ähnlicher Natur wie konventionelle Kraftwerke („neue, alte Energiewelt“)
 - Projektentwickler haben in solcher Marktkonstellation ein zusätzliches Marktrisiko zu tragen; konservativere Ausgangszenarien und starke (Finanzierungs-)Partner am wichtigsten für den Erfolg
- EEG-Änderungen entsprechen nicht eine Verbesserung des Windenergiegeschäfts dar, sondern vielmehr eine Transformation des Geschäfts in ein „marktbasiertes“ System:
 - a. Wegfall einer Preisgarantie, vielmehr ein verstärkter Preiswettbewerb um limitierte MW-Kapazitäten
 - b. Orientierung an ein kaum beeinflussbaren (Grosshandels-)marktpreisniveau
 - c. Erhöhung der Risiken, in der Entwicklungs-, Finanzierungs- sowie in der Betriebsphase

DIVERSE VERMARKTUNGSFORMEN

1. Weiterbetrieb von Altanlagen nach 20 Jahre EEG-Vergütung
 - Kalkulation des Weiterbetriebs: OPEX, Ersatzteile, Servicekosten, WEA-Verfügbarkeit/Effizienz
 - Infrage stellen des Mehrwerts bei Weiterbetrieb, bzw. Ertragserwartung vs. neue u. operative Kosten
 - Möglichkeit sich über bspw. ein 1-3 Jahres-Abnahmevertrag, basierend auf Marktpreisniveau absichern
2. Mittel- und langfristige Stromabnahmeverträge bei Onshore-Investitionen (über 10 Jahre +)
 - Neue Ausgangslage: Durch Überzeichnung der Gebote, mangelnde Zuschlagschancen bei P.entwicklern
 - Geringere Projektattraktivität /-rentabilität durch halb so hohe Vergütungssätze (8,2 ct €/kWh in 2007 vs. 4,29 ct €/kWh in 2017)
 - Projektzuschläge mit reduzierter Vergütung machen eine langfristige Stromabnahme unausweichlich (Investorenerwartungen, Bankenforderungen)

VERMARKTUNGSFORMEN (FF.)

Um die reduzierten Vergütungssätzen zu vermeiden, Suche nach anderen Vergütungsmechanismen:

a) kurzfristig, fixe Preisabsicherung (0-5 Jahre, liquider Zeitraum)

Chancen: keine langfristige vertragliche Bindung aufgrund erwarteter Strompreisanstieg

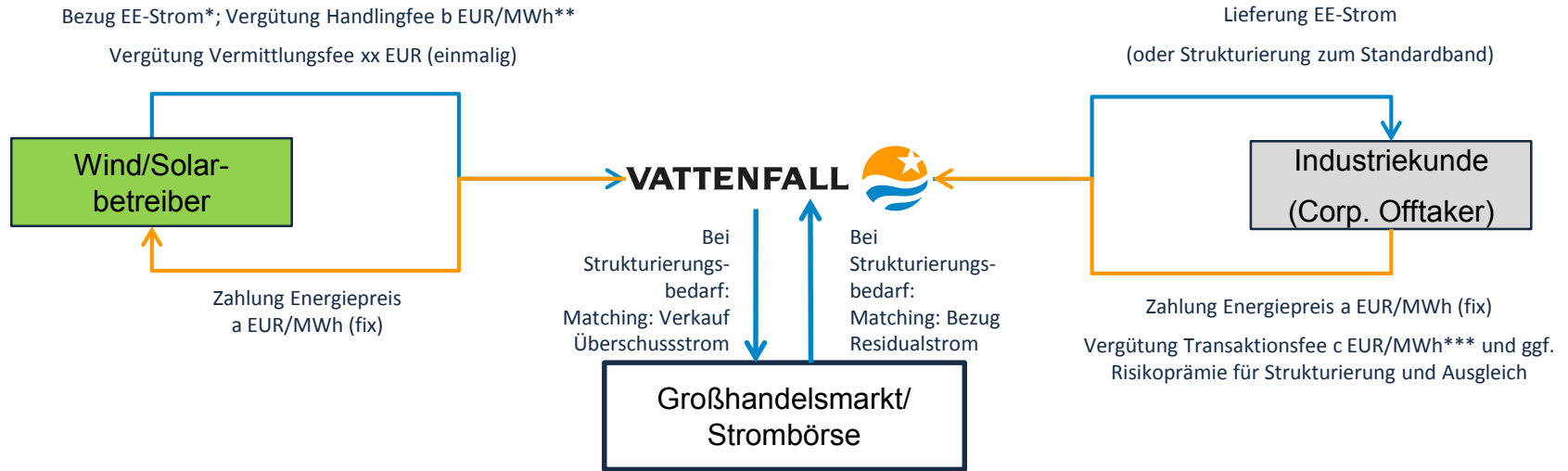
Risiken: schlechtere Finanzierungsbedingungen und kürzere Cash-Flow-Absicherung über der Laufzeit

b) langfristige, fixe Preisabsicherung (illiquider Zeitraum, 6-10 Jahre)

Chancen: gesicherte Einnahmen über langen Zeithorizont, solider Finanzierungsplan möglich, keine Marktpreisspekulation

Risiken: keine Möglichkeit von (mittelfristig) steigenden Marktstrompreisen zu profitieren

EEG-FREIE VERMARKTUNG: BEISPIEL



c) Langfristige, fixe Absicherung durch Abnahmevertrag (z.B. Industriekunden über corporate PPAs)

Chancen: Zahlungsbereitschaft muss größer sein als der Marktgroßhandelspreis; Streben des Offtakers nach „Vergrünung“

Risiko: schwieriges Matching zw. Preiserwartung u. Zahlungsbereitschaft

* Beispiel Windpark 50 MW * 1000 h = 50.000 MWh/a

** für Abwicklung, u. a. Übernahme Vermarkterrolle, BK-Management, Marktkomm.

*** für Abwicklung, u. a. Lieferung in den BK, ggf. auch Prognoseerstellung

VIELEN DANK FÜR IHRE
AUFMERKSAMKEIT!